



Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie

Catherine Locatelli

► To cite this version:

Catherine Locatelli. Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie. *Revue d'économie industrielle*, 2013, 143, pp.35-69. halshs-00921349

HAL Id: halshs-00921349

<https://shs.hal.science/halshs-00921349>

Submitted on 10 Jan 2014

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Les enjeux de sécurité dans la relation gazière UE-Russie

C. Locatelli

CNRS, PACTE, EDDEN, Univ.Grenoble Alpes, BP 47, F-38040 Grenoble
Catherine.locatelli@upmf-grenoble.fr

Mars 2013

Résumé

La sécurité gazière de l'Union européenne émerge depuis le début des années 2000 comme un élément clé de sa politique énergétique. Les relations contractuelles basées sur les contrats de long terme durant les années 1970 et 1980 ont produit une relative stabilité dans les échanges énergétiques entre l'UE et ses fournisseurs gaziers. Mais depuis le milieu des années 1990, le processus d'ouverture à la concurrence des industries gazières de l'UE ainsi que la volonté de créer un marché unique du gaz conduisent à des réorganisations en profondeur de ce secteur. Dans ce contexte, l'UE entend redéfinir la gestion de ses relations avec ses principaux fournisseurs en tentant d'imposer son « modèle » basé sur la concurrence, la dé-intégration des entreprises de réseau et la privatisation. Le « modèle de l'UE » n'est pas celui que la Russie tend à mettre en œuvre dans son secteur gazier en dépit d'importants changements. La logique basée sur l'utilisation privilégiée d'un instrument étatique s'oppose au multilatéralisme et aux principes concurrentiels de l'UE qui prônent l'ouverture, la dé-intégration voire la privatisation du secteur gazier. Le pouvoir normatif de l'UE se trouve ainsi en contradiction avec l'environnement institutionnel du secteur énergétique russe.

The question of the gas security in the UE-Russian relations

Abstract

The EU gas security is a key factor of its energy policy. The contractual relations based on long-term contracts during the 1970s and 1980s led to relative stability in energy trade between UE and its gas suppliers. But since the mid-1990s, the process of opening up the EU's gas industries to competition and the desire to create a single gas market led to an in-depth reorganization of the sector. In this context, the EU intends to redefine the way in which it manages its relations with its main suppliers like Russia by attempting to impose a model based on competition, unbundling of network industries and privatization. This "EU model" is no longer the one that Russia intends to implement in its gas sector, despite the big changes taking place in its domestic market. An approach based on the preferential use of state instruments conflicts with the multilateralism and principles of competition of the EU, which advocates market opening, unbundling and even the privatization of the gas sector. The EU's normative power is thus in contradiction with the institutional environment of the Russian energy sector. In this context, it is unlikely that standards based on international rules and institutions could only be used to structure energy relations between the EU and Russia.

JEL : D23, D86, Q34

Mots-clés : Sécurité énergétique, marché gazier de l'UE, réforme du marché gazier russe, comportements des entreprises gazières

Keywords: Energy security, UE gas market, reform of the Russian gas market, the Gas companies 'behaviours

La sécurité gazière de l'Union européenne émerge depuis le début des années 2000 comme un élément clé de sa politique énergétique. Pour l'essentiel, les enjeux de sécurité énergétique se réduisent à la sécurité de l'approvisionnement en combustibles fossiles de l'UE et qui plus est au « risque » russe. La croissance de ses importations gazières sur le long terme mais aussi la montée d'un certain nombre d'incertitudes et donc de risques, tels que la volatilité des prix du pétrole, la remontée des Etats dans le secteur des hydrocarbures des pays producteurs (qualifié de nationalisme pétrolier), l'instabilité de certains de ses principaux fournisseurs de gaz dont la Russie ou des pays de transit, principalement l'Ukraine (et les deux crises gazières) expliquent la montée des préoccupations de sécurité. A celles-ci sont étroitement associées les notions de dépendance et de vulnérabilité énergétique. Le nouveau contexte gazier marqué par le développement des *shale gas* aux Etats-Unis et peut-être dans le futur en Europe, la faible croissance voire la stagnation de la demande gazière européenne assortie d'une politique climatique aux objectifs ambitieux changent quelque peu la perception que l'on peut avoir des enjeux de sécurité. Toutefois, en dépit de ces évolutions, la Russie, avec 23 % de l'approvisionnement gazier de l'UE, est toujours un fournisseur majeur difficilement contournable à court terme et plus encore dans le long terme, compte tenu de l'importance de ses réserves.

La dépendance gazière de l'UE par rapport à des fournisseurs extérieurs, notamment la Russie, n'est pas nouvelle. Dans les années 1970 et 1980, les relations contractuelles basées sur les contrats de long terme ont produit une relative stabilité dans les échanges énergétiques. La libéralisation des industries gazières de l'UE, entendue comme un processus d'ouverture à la concurrence, ainsi que la volonté de créer un marché unique du gaz bouleversent cet équilibre. Elles induisent en effet une nouvelle distribution des risques et des bénéfices tout au long de la chaîne gazière. Elles modifient le partage des risques et des bénéfices entre l'UE et ses fournisseurs, créant de nouvelles incertitudes tant du côté des consommateurs que des producteurs. Dans ce contexte, l'UE tend à redéfinir ses relations contractuelles avec ses principaux fournisseurs. Elle tente d'imposer, par l'exportation des acquis communautaires, son « modèle » basé sur la concurrence, les marchés spot, la dé-intégration des industries de réseau et la privatisation. Une question structurante se pose aujourd'hui à l'UE. Les règles, les normes et les régulations internes issues des deux directives gazières et du 3^e paquet énergie suffisent-elles à lui garantir un approvisionnement stable et sécurisé en gaz ? Sont-elles en mesure de garantir la sécurité extérieure de l'UE ?

L'analyse des divergences et des conflits entre l'UE et l'un de ses principaux fournisseurs, la Russie, qui fait l'objet de cet article, permet d'apporter un éclairage à cette question. Elle montre que si la libéralisation remet en cause les relations avec les fournisseurs, elle ne propose pas pour autant un « modèle » alternatif susceptible de produire de la stabilité et de la sécurité. A l'approche de la sécurité portée par l'UE, la Russie répond par celle de la garantie sur le long terme de ses lourds investissements visant à accroître ses capacités d'exportation. La politique mise en œuvre par l'UE pour gérer ses relations avec ses principaux fournisseurs se heurte à un certain nombre de contraintes institutionnelles qui en limitent aujourd'hui la portée. La cohérence des normes internationales portées par les règles de l'UE – notamment au travers de la Charte sur l'énergie – avec l'environnement institutionnel de la Russie est un facteur essentiel de compréhension des limites auxquelles se heurte l'UE dans sa politique de création d'un grand marché de l'énergie. Sous l'angle de l'analyse institutionnelle telle que notamment développée par North, il est peu probable que les standards issus des règles et des institutions de l'UE puissent servir de seul cadre aux relations entre l'UE et la Russie en matière énergétique. Le retrait de la Russie en 2009 du processus de ratification du Traité sur la

Charte de l'énergie en est l'illustration et met sans doute fin aux tentatives de l'UE de stabiliser ses relations énergétiques avec ce pays par le seul biais d'un cadre juridique multilatéral contraignant (Cameron, 2010).

Après avoir, dans un premier temps, défini et tenté une quantification de la sécurité gazière de l'UE, nous analyserons dans un deuxième temps les mécanismes de libéralisation des industries gazières de l'UE qui déstabilisent les relations contractuelles entre l'UE et ses principaux fournisseurs. Cette étude sera plus spécifiquement menée à partir de la relation UE-Russie. Enfin nous tenterons, dans un troisième temps, de montrer que les réponses que tente d'apporter l'UE à ce problème ne sont pas pour l'heure en état de fournir un cadre stabilisé aux relations UE-Russie.

I.– La relation gazière entre l'UE et la Russie : sécurité d'approvisionnement *versus* sécurité de la demande

Les deux directives de libéralisation des industries gazières de l'UE (1996 et 1998) et le 3^e paquet énergie (2009) ont pour objectif principal l'émergence d'un marché concurrentiel et unique. Ces nouvelles règles et normes ont créé un contexte institutionnel et économique particulier qui tend à profondément déstabiliser la relation de l'UE avec la Russie. D'un côté, elles obligent l'UE à redéfinir l'équilibre (et donc l'arbitrage) entre les objectifs de concurrence et ceux de sécurité. De l'autre, elles induisent pour la Russie des incertitudes sur l'évolution de la demande gazière qui lui sera adressée. Trois facteurs sont aujourd'hui plus particulièrement source d'insécurité dans ces échanges. Le premier a trait à la remise en cause des contrats de long terme de type TOP, ou de certaines de ses clauses, en raison des objectifs concurrentiels de l'UE. Le deuxième porte sur la capacité de l'UE à produire les incitations économiques nécessaires à la construction de gazoducs transnationaux devant répondre à l'objectif de diversification de son approvisionnement. Le troisième élément concerne les règles spécifiques (notamment la clause du pays tiers) dont s'est dotée l'UE pour répondre aux enjeux de sécurité énergétique en cherchant à limiter la descente en aval des pays producteurs sur le marché européen. Ces trois facteurs sont à l'origine de conflits et d'incompréhensions persistantes entre la Russie et l'UE.

1.1 Le concept de sécurité énergétique en question

La sécurité énergétique est un concept multidimensionnel et dynamique. Elle recoupe des acceptions différentes selon les parties prenantes considérées avec des enjeux de long terme et de court terme dissemblables. Dans sa conception la plus large, elle se définit au travers de quatre éléments principaux : la disponibilité de la fourniture, son accessibilité, son acceptabilité économique et son acceptabilité sociale (Kruyt et al., 2009). Pour certains auteurs, un cinquième élément, la régulation, doit être également intégré dans l'analyse (Sovacool et Mukherjee, 2011). A l'opposé, on trouve la définition plus restrictive de l'Agence internationale de l'énergie (2001). Pour l'AIE, « la sécurité énergétique est définie en termes de capacité physique des fournisseurs à satisfaire une demande à un prix donné »¹. Elle inclut à ce titre une dimension « physique » se référant à une offre énergétique fiable et disponible en quantité suffisante et une dimension économique liée aux aspects de volatilité et de niveaux de prix. Ces deux aspects peuvent toutefois recouper implicitement les facteurs précédemment évoqués, notamment celui de la régulation.

¹¹ Cette définition de la sécurité énergétique est largement reprise dans la littérature. C. Winzer (2011) considère même qu'elle est la seule définition réellement acceptable.

La sécurité énergétique est d'abord associée à la dépendance aux importations. Des indicateurs tentent de manière simplifiée d'appréhender les risques liés aux importations. Il s'agit en particulier du degré de concentration de l'approvisionnement (indice de Herfindhal-Hirschman) et d'un indice permettant d'apprécier la diversité des importateurs, à savoir l'indice de Shannon-Weiner. Ils servent de base à l'analyse de la vulnérabilité énergétique d'un pays. L'idée principale sous-jacente est que la diversification constitue pour un pays (ou un acteur) un facteur de diminution des risques liés aux importations et donc à la dépendance par rapport à l'extérieur.

Tableau 1 : Une typologie de quelques indicateurs de sécurité énergétique pour le gaz

	Vulnérabilité	Dépendance
L'approche par les volumes	<ul style="list-style-type: none"> - Consommation gazière per capita - Degré de concentration : indice de Herfindhal-Hirschman - Indice de Shannon-Weiner pour l'offre 	Importations de gaz/consommation totale de gaz
L'approche économique		Consommation de gaz/PNB

Sources : Kruyt B. et al., 2009 ; Groenenberg, 2009.

Dès que l'on s'intéresse aux enjeux de long terme, les risques dits « politiques » sont introduits dans les analyses que l'on peut mener sur la sécurité énergétique. Ces derniers font référence à la stabilité politique de long terme des régions exportatrices et ses conséquences sur les investissements dans le secteur énergétique. Ils se rapportent également aux conditions d'accès aux ressources en hydrocarbures pour les investisseurs internationaux, sachant que dans la plupart des pays, les ressources en terre restent propriété de l'Etat. Des indicateurs plus synthétiques ont été développés pour en rendre compte (Scheepers et al., 2007). Ils intègrent les éléments suivants : la diversité des sources d'approvisionnement dans l'ensemble de l'offre énergétique, la diversification des importations pour chaque énergie importée, la stabilité politique de long terme des régions d'importation et les considérations d'épuisement des ressources énergétiques des pays dont sont issues les sources d'approvisionnement (Jansen et al., 2004).

1.2 Les relations d'interdépendance entre l'UE et la Russie

La dépendance aux importations gazières de l'UE est importante. Toutefois, le poids du gaz naturel dans chaque bilan énergétique des pays de l'UE étant variable, les volumes importés peuvent être plus ou moins importants. Les plus gros importateurs de gaz naturel de l'UE sont par ordre décroissant l'Allemagne, l'Italie, le Royaume-Uni, la France, l'Espagne, le Portugal et la Belgique. Qui plus est son approvisionnement est extrêmement concentré, dominé par quelques fournisseurs qui disposent d'une part de marché importante. Sa vulnérabilité énergétique est significative mais cependant variable selon les pays considérés. Les pays d'Europe centrale et orientale (Pologne), mais aussi les pays baltes (Lituanie) et la Finlande, présentent les degrés de vulnérabilité les plus élevés du fait de la prédominance d'un fournisseur, la Russie. A l'inverse, des pays comme la France, l'Allemagne ou l'Italie ont recours à plusieurs fournisseurs, ce qui tend à amoindrir leur dépendance et donc leur vulnérabilité, notamment en cas d'interruption de la fourniture d'un producteur.

Dans l'UE, le débat sur la sécurité gazière se focalise d'abord et principalement sur le « risque russe », compte tenu de la part de ce fournisseur sur certains marchés de l'UE. La Russie représente 40 % des importations gazières de l'UE. Mais le taux de dépendance de chaque pays de l'UE vis-à-vis des importations de gaz russe est très variable. Il est nul pour l'Espagne mais supérieur à 70 % pour les pays d'Europe centrale et les pays baltes, et ce en raison de l'héritage des échanges façonnés par l'ex-Union soviétique et l'ex-CAEM (Conseil d'assistance économique mutuelle, cf. tableau 2).

Tableau 2 : Dépendance de quelques pays de l'UE vis-à-vis du gaz russe

Pays	Volume Gm ³	Part de marché de Gazprom (/importations de gaz), %
Allemagne	33.5	35.5
Autriche	5.4	68.2
Belgique	3.3	15.3
Bulgarie	2.2	100.0
Estonie	0.8	100.0
Finlande	4.4	100.0
France	10.0	16.7
Grèce	2.1	62.3
Italie	19.1	30.0
Lettonie	1.1	100.0
Lituanie	2.5	100.0
Hongrie	7.6	88.9
Pologne	9.0	78.1
Rép. tchèque	7.1	68.1
Roumanie	2.5	100.0
UK	9.7	26.6

Sources: Gazprom, Rapport 2010, Moscow ; BP *Energy statistical review*, 2010

On peut toutefois considérer que les relations entre l'UE et la Russie, et de manière plus générale entre l'UE et l'ensemble de ses fournisseurs historiques, se caractérisent par des relations d'interdépendance (au sens défini par Keohane et Nye, 2001) et non par de simples relations de dépendance. En effet l'Europe, avec 70,8 % des exportations gazières totales de la Russie, est son premier et principal marché d'exportation à côté de la CEI. Les volumes exportés à ce jour vers l'Asie sont relativement faibles. L'UE est surtout un marché rentable pour la Russie et sa compagnie Gazprom, en comparaison de ses livraisons intérieures dominées par les bas prix régulés du gaz naturel (cf. point 3.2). Pour l'économie russe, les devises liées aux exportations d'hydrocarbures (pétrole et gaz) sont à ce titre un facteur essentiel de ses équilibres budgétaires et de sa croissance économique. Dès lors, les évolutions de la demande gazière de l'UE et les incertitudes qui l'entourent sont un facteur de risque pour ce pays. A la sécurité de l'offre exprimée par l'UE répond du côté russe la sécurisation de la demande de gaz naturel de l'Europe. Dans un tel contexte, la question posée est celle de savoir si cette relation d'interdépendance est symétrique, au sens où les coûts et les bénéfices des échanges sont distribués de manière égale entre les parties prenantes, ou à l'inverse si elles sont asymétriques, conférant un pouvoir de négociation (et de marché) à l'une des deux parties (Lilliestam et Ellenbeck, 2011).

Les contrats TOP : la gestion du risque prix et du risque volume

Cette interdépendance se matérialise au travers d'une relation contractuelle spécifique, les contrats de long terme de type *Take or Pay* (et leurs différentes clauses). Ceux-ci permettent

une distribution du risque prix et du risque volume entre les exportateurs et les importateurs. A ce titre, ils ont été au cœur de la sécurité d'approvisionnement de l'UE. Ils se justifient de par la spécificité des actifs impliqués notamment dans le transport. La théorie des coûts de transaction et des contrats incomplets concluent que cette caractéristique est susceptible d'induire des stratégies de *hold up*, compte tenu des comportements opportunistes *ex post* des agents (Williamson, 1985). Les implications en termes d'investissements peuvent être importantes, marquées par des stratégies de sous-investissements de la part des acteurs impliqués. Des arrangements institutionnels complexes, comme le sont les contrats gaziers de long terme de type TOP, permettent de pallier les problèmes de *hold up*.

Les contrats gaziers de long terme de type TOP, mis en œuvre pour la première fois en Europe par les Pays-Bas dans les années 1960, se caractérisent par un certain nombre de clauses dont celles dites de *Take or Pay*. L'analyse de ces formes contractuelles a fait l'objet d'une abondante littérature, notamment à partir du cas américain (Creti et Villeneuve, 2004 ; Hubbard et Weiner, 1986, 1991 ; Mulherin, 1986). Selon une première voie d'analyse, la logique des contrats TOP est de permettre un partage du risque prix (clause d'indexation des prix) et du risque volume (clauses de flexibilité, d'enlèvement...) entre le producteur et le consommateur tout au long de la chaîne gazière (Boussena, 1999). A ce titre il produit de la sécurité du côté de l'importateur et de l'exportateur. De manière générale, les contrats de long terme fournissent les incitations appropriées aux investissements dans des actifs spécifiques (Nicita et Pagano, 2004). En matière gazière, ils assurent que des investissements substantiels soient effectués dans la production et le transport, notamment pour l'exportation. Le producteur est en effet assuré de vendre les volumes produits. La relation entre la clause *Take or Pay* et les décisions d'investissements dans les capacités de production a ainsi été largement établie (Croker et Masten, 1991). Concernant la Russie, ils ont permis le développement des gisements géants de Sibérie occidentale. Par ailleurs, la logique d'indexation des prix du gaz naturel sur les énergies concurrentes dans les usages finaux permet au consommateur de se couvrir contre le risque prix (Konoplyanik, 2010). Les importateurs sont assurés que le prix du gaz est toujours compétitif avec l'énergie qui le concurrence (énergie de substitution), soit le pétrole dans les années 1970 et 1980. Ils ont donc offert la possibilité de développer des systèmes d'approvisionnement gazier stables et matures.

Une deuxième voie d'analyse tend à considérer ces contrats comme un mécanisme de mise en œuvre d'incitations visant à augmenter la performance contractuelle (Masten et Croker, 1985). Les contrats TOP offrent enfin la possibilité d'éliminer d'autres externalités, tels les problèmes de *free rider* et de double marge (Talus, 2007). C'est sur cette logique que se sont développés les échanges gaziers de l'UE avec ses fournisseurs historiques, Algérie, Norvège, Pays-Bas et Russie.

II.— Les facteurs institutionnels et économiques à l'origine de la déstabilisation de la relation UE-Russie

Les évolutions du marché gazier de l'UE et ses logiques concurrentielles tendent à remettre en cause les relations gazières entre l'UE et la Russie jusque-là structurées autour des contrats de long terme. D'une part, les directives de libéralisation des industries gazières de l'UE (1996 et 1998) et le 3^e paquet énergie (2009), dont l'objectif est l'émergence d'un marché concurrentiel et unique, sont source d'un nouveau partage des risques et de nouvelles incertitudes entre les importateurs et les fournisseurs. D'autre part, la « révolution des shale gaz » aux Etats-Unis combiné à crise économique européenne a de profondes conséquences

sur le marché gazier de l'UE. Ces deux facteurs définissent en effet un marché de plus en plus concurrentiel.

La stratégie d'exportation de Gazprom, seul exportateur russe de gaz naturel à destination de l'UE compte tenu de son monopole en la matière, tend à être mise en cause de deux points de vue. D'une part, les relations contractuelles de l'UE avec ses fournisseurs structurées par les contrats TOP sont mises en question par les nouvelles règles et normes issues de la libéralisation. Le surplus gazier européen pose une question essentielle relative à la nécessaire flexibilité des contrats de long terme dans un environnement concurrentiel. Le débat porte aujourd'hui plus spécifiquement sur la formule d'indexation des prix. D'autre part la « réponse » de Gazprom à la libéralisation du marché gazier européen, à savoir sa stratégie de descente en aval, se heurte aux règles dont s'est dotée l'UE pour répondre aux enjeux de sécurité énergétique en cherchant à limiter la descente en aval des pays producteurs sur le marché européen. Est particulièrement concernée la clause du pays tiers.

2.1 Gazprom et la défense des contrats TOP : les enjeux de flexibilité dans un environnement concurrentiel

C'est d'abord au nom des principes concurrentiels (lois anti-trust) que les contrats de long terme sont mis en cause par les autorités de l'UE (Glachant et Hauteclouque, 2009 ; Talus, 2011). Ils constituent à ses yeux des barrières à l'entrée importantes pour de nouveaux acteurs potentiels et freinent donc la concurrence et le développement de la nécessaire liquidité des marchés (Percebois, 2008). Ces contrats poseraient problème au niveau de leur durée (20-30 ans) ainsi qu'au niveau de certaines de leurs clauses. C'est ensuite au regard du deuxième objectif de l'UE, la création d'un marché unique du gaz, qu'ils sont contestés, dans la mesure où développant des relations bilatérales, ils induisent une partition des marchés (Talus, 2007).

Objet de controverses et de débats, le processus de libéralisation ne supprime pas pour l'heure ces formes contractuelles. Il tend cependant à les faire évoluer, d'une part au travers de la modification de certaines clauses, d'autre part par la suppression de certaines d'entre elles jugées incompatibles avec la flexibilité qu'exige le marché unique du gaz naturel et la politique concurrentielle de la commission (Chevalier et Percebois, 2007). Ainsi, la « clause de destination finale » également dénommée « clause de restriction territoriale » et « la clause d'usage » ont été totalement supprimées au nom des restrictions concurrentielles qu'elles induisent (Frisch, 2003 ; Nyssens et al., 2004)². D'autres mécanismes contractuels, telles les clauses de partage de profit³, sont considérés comme ayant des effets similaires et ont donc été interdits dès lors qu'ils conduisent à des reventes de gaz économiquement moins attractives ou impossibles (Nyssens et Osborne, 2005). Certaines clauses jugées « contestables » pourraient être assouplies afin de permettre aux opérateurs de gagner en

² Les clauses de « restriction d'utilisation », qui conduisent à créer des barrières à l'entrée sur un marché ont également été supprimées des contrats de long terme. Cela concerne en particulier les contrats signés par Gazprom et la Sonatrach avec certaines compagnies européennes. Les négociations conduites par l'UE avec la Sonatrach ont en particulier porté sur le remplacement de la clause de destination finale par des mécanismes alternatifs tels les clauses de partage de profit. Cela a été refusé par l'UE (Wäktare, 2007). En contrepartie, Gazprom a pu obtenir dans ses contrats de long terme passés avec l'ENI l'abolition de la « clause de consentement » qui l'obligeait à obtenir l'autorisation de l'ENI pour pouvoir vendre du gaz à un autre acheteur italien.

³ Cette clause reste cependant l'objet de discussion pour les contrats de GNL.

flexibilité (Haurie et al., 1987 ; Crocker et Masten, 1991). Elles sont aujourd'hui l'objet de négociations pour des aménagements. On peut citer celles relatives à la durée du contrat, à la formule d'indexation des prix, à la flexibilité des enlèvements (niveau d'enlèvement minimum et maximum).

L'appréciation que peut faire l'UE des conséquences des contrats de long terme sur sa politique concurrentielle dépend pour une grande partie non seulement de la structure du marché mais aussi des types de compagnies impliquées dans la relation d'échange. De ce point de vue la Russie, au travers de sa compagnie Gazprom, apparaît aux yeux de l'UE comme un risque spécifique à plusieurs titres. Résultat de l'appartenance historique au système d'échanges soviétique, le premier facteur mis en exergue est la part de marché (plus que dominante) détenue par Gazprom dans certaines économies, comme les pays baltes, la Hongrie, la Pologne, la Bulgarie. Celle-ci, appréhendée comme une approximation de son pouvoir de marché, est susceptible au travers des contrats de long terme d'induire un certain nombre d'effets anticoncurrentiels (forclusion, prix trop élevés...). L'enquête lancée en 2012 par l'UE contre Gazprom soupçonné de pratiques anticoncurrentielles⁴ à la demande notamment de la Lituanie porte en particulier sur les prix du gaz facturés par la compagnie. Compte tenu de sa position dominante, celle-ci lui imposerait des prix supérieurs à ceux pratiqués pour d'autres pays européens⁵.

Le profil de Gazprom, compagnie verticalement intégrée sur son marché intérieur, détentrice du monopole de transport et d'exportation, majoritairement détenue par l'Etat (51 %) couplé à sa stratégie de descente en aval sur le marché européen, est le deuxième facteur mis en avant par l'UE pour justifier un « risque russe » spécifique. Enfin, les difficultés des compagnies européennes à participer à la mise en production des réserves russes de gaz naturel, compte tenu d'une loi sur les hydrocarbures contraignante pour les investisseurs étrangers, ajoutent au risque et à l'incertitude liés à ce pays (Locatelli et Rossiaud, 2011). On peut en effet considérer qu'une façon de sécuriser un approvisionnement gazier est de participer directement au développement de la production d'hydrocarbures.

⁴ Trois pratiques anticoncurrentielles sont pointées du doigt par l'UE. Gazprom est suspecté de contribuer à la partition des marchés, d'empêcher la diversification des fournisseurs gaziers et d'imposer des prix trop élevés (*unfair prices*) en liant le prix du gaz à celui du pétrole. « The EU versus Gazprom », *Energy Economist*, n° 332, October 2012.

⁵ La presse spécialisée a publié un certain nombre d'informations à ce sujet, montrant des prix variant entre 165 \$/1000 m³ pour la Biélorussie et 564 \$/ 1000 m³ pour la Macédoine. Gazprom ne donne pas d'informations à ce sujet, en particulier concernant la formule d'indexation des prix retenue, celle-ci étant spécifique à chaque contrat. Il s'impose donc d'être extrêmement prudent quant aux conclusions que l'on peut tirer de tels chiffres. Les prix les plus bas facturés à la Biélorussie résultent d'un compromis. Jusqu'à l'effondrement de l'Union soviétique, les prix qui s'imposaient à ces pays étaient les prix internes russes. Durant les années 1990, la Russie a accepté de maintenir sur cette zone un système préférentiel de prix assorti d'échanges en troc. Elle entend progressivement imposer les mêmes conditions d'échanges qu'à l'EU, c'est-à-dire des contrats TOP avec des prix indexés sur le pétrole. De manière générale, les prix de vente du gaz naturel ont donc augmenté pour l'ensemble de la CEI (Konoplyanik, 2012).

Toutefois, certains pays ont obtenu des aménagements se traduisant par des augmentations plus faibles en échange de prises de participation de Gazprom dans le réseau de gazoducs notamment destinés aux exportations de gaz russe vers l'UE, comme le gazoduc Yamal dans le cas biélorusse.

– *Gazprom et la stratégie de défense des contrats TOP*

De manière générale, la modification des contrats TOP peut créer de l'incertitude pour les producteurs dans la mesure où la demande gazière qui leur serait adressée ne serait plus garantie contractuellement sur le long terme. Ils seraient mis en concurrence sur les marchés spot. De ce point de vue, Gazprom reste attaché à maintenir l'essentiel de sa fourniture gazière sur la base de contrats de long terme de type TOP, ceux-ci ayant été renouvelés avec ses principaux clients européens (GDF-Suez, E. ON-Ruhrgas, ENI, OMV et RWE Transgas) à la fin des années 2000. A l'occasion, la compagnie a pu intervenir sur les marchés spot pour profiter de prix plus élevés que les prix contractuels. Mais cette fourniture est restée marginale, Gazprom devant éviter toute forme de concurrence avec ses contrats de long terme, concurrence qui serait susceptible de les déstabiliser.

Face à l'importance des investissements à réaliser et donc au risque encouru, Gazprom entend s'assurer d'une demande garantie sur les marchés européens⁶. Il réaffirme nettement sa volonté de lier le développement de nouvelles zones de production (en particulier la province de Yamal) à la signature de contrats de long terme, *Take or Pay*, avec les pays européens. En attendant la signature de tels contrats, il tend à retarder ses investissements stratégiques, introduisant des incertitudes sur le profil futur de sa production.

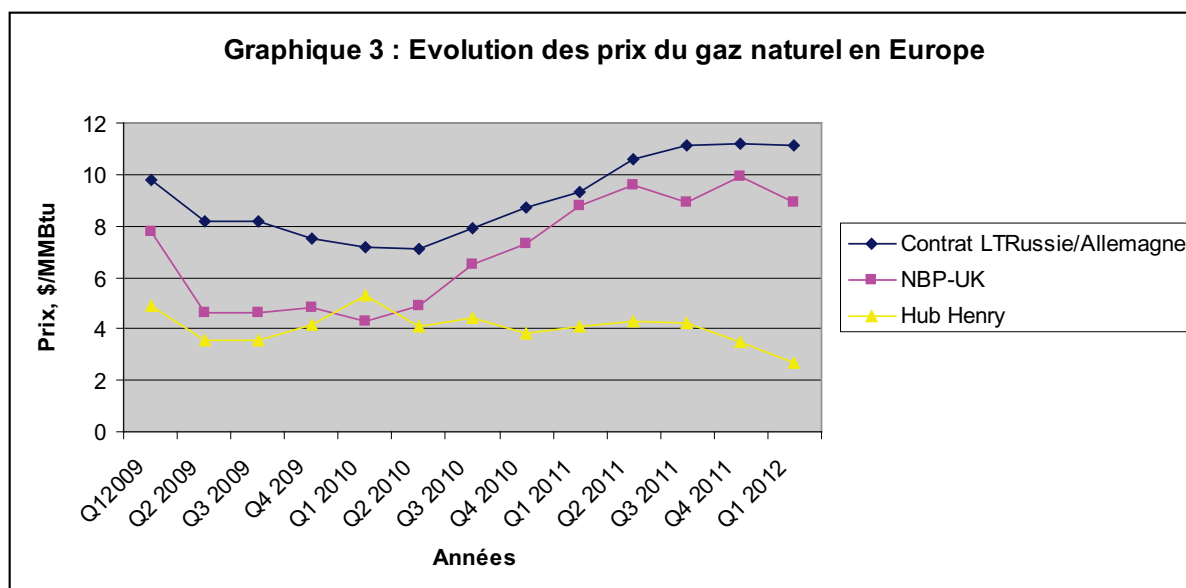
L'attachement de Gazprom aux contrats de long terme s'explique sans doute également par sa situation en interne. Le développement de zones de production aussi coûteuses que la province de Yamal ne peut se justifier pour les seuls besoins du marché intérieur compte tenu de faible taux de rentabilité en interne.

– *Le débat relatif à l'indexation des prix dans les contrats TOP*

C'est aujourd'hui plus spécifiquement sur la formule d'indexation des prix dans les contrats TOP que se nouent les controverses entre Gazprom et les compagnies gazières européennes. Deux logiques sont aujourd'hui à l'œuvre dans l'UE concernant la formation des prix du gaz naturel, celle des marchés spot où le prix est le résultat d'une confrontation de l'offre et de la demande, et celle des contrats de long terme. Pour ces derniers, les prix sont généralement indexés sur les prix de pétroles bruts ou de produits raffinés. Ce principe connu sous le terme de principe de la valeur de marché résulte de la volonté de rendre le prix du gaz concurrentiel par rapport à sa principale énergie de substitution, le pétrole.

Depuis 2008, en Europe les prix du gaz dans les contrats de long terme et ceux sur les marchés spot connaissent un découplage important. Les prix du gaz naturel et du GNL vendus sur les marchés spot européens se sont effondrés du fait de la surabondance de gaz liée à la crise économique et au développement des gaz de schiste aux Etats-Unis. Ces derniers étant redevenus autosuffisants en matière gazière, les importantes cargaisons de GNL qui leur étaient initialement destinées ont été vendues en Europe puis en Asie, créant une abondance d'offre sur les marchés spot européens. Dans le même temps, les prix des contrats TOP ont suivi l'évolution à la hausse des prix des produits pétroliers et du brut.

⁶ Les faibles prix du gaz en interne n'assurent pas à ce jour la rentabilité des investissements nécessaires pour le développement de la province.



Source : A partir de *Gas Matters*, différentes années

Ces divergences de prix ont amené certaines compagnies gazières européennes à demander à leurs fournisseurs (Algérie, Norvège, Russie) une modification de la formule d'indexation des prix dans les contrats TOP signés, en faisant jouer la *Price Review clause* et/ou la *Price Re-opener clause*. Ces deux mécanismes, introduits dans les années 1980 pour certains contrats, permettent un ajustement de la formule des prix dans les contrats de long terme et sont à ce titre des facteurs importants d'ajustement du partage du risque prix entre importateur et exportateur (Frisch, 2010). Les ajustements portent sur l'introduction d'un prix spot dans la formule d'indexation des prix ou d'un prix de l'électricité ou du charbon en tant que substitut possible du gaz pour la production d'électricité.

La position de fournisseurs telles la Russie et l'Algérie est de défendre autant que faire se peut l'indexation sur les prix du pétrole dans les contrats de long terme. En moyenne le prix de vente du gaz russe à l'Europe a été de 402 \$/1000 m³ (soit une hausse de 5 %) ⁷. Il en a résulté pour Gazprom des pertes de marché importantes. En 2012, ses exportations vers l'Europe ont diminué de 5,5 % au profit de la Norvège ⁸. Pour maintenir une certaine compétitivité de son approvisionnement gazier par rapport au spot, l'entreprise a accepté une renégociation à la baisse des prix des contrats de long terme avec ses principaux clients, mais semble-t-il sans pour autant fondamentalement modifier la formule de l'indexation sur les prix du pétrole. Ceci s'est concrétisé par le versement aux compagnies gazières européennes concernées de 2,7 milliards de dollars de la part de Gazprom en 2012, chiffre qui pourrait se monter à 4,7 milliards de dollars pour l'année 2013 ⁹.

⁷ « Gazprom's export slide in 2012 », *International Gas report*, n° 718, 25 février 2013.

⁸ Les exportations de Gazprom vers l'Europe (hors pays baltes) se sont montées en 2012 à 138,8 Gm³ (soit le niveau de 2010) contre 150 Gm³ en 2011, l'Allemagne et l'Italie demeurant ses plus gros clients (Gazprom Export, 2013). Depuis 2005 à l'exception de 2010 et 2012, les exportations gazières vers cette zone avaient toujours été supérieures à 150 Gm³.

⁹ Il s'agit en particulier de l'allemand E.ON- Ruhrgas, du polonais PGNiG, du danois DONG, de l'italien ENI, de l'autrichien Ecomgas.

Ces évolutions alimentent un débat croissant sur la pertinence de maintenir dans les contrats de long terme l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers, comme l'illustre la controverse entre d'une part S. Komlev, de la Direction des prix et des contrats de la société d'exportation de Gazprom, et d'autre part J. Stern et H. Rogers, deux chercheurs de l'Oxford Institute of Energy Studies (Komlev, 2013 ; Stern et Rogers, 2013). Les termes du débat sont les suivants. Les opposants à l'indexation des prix du gaz sur ceux des produits pétroliers dans les contrats de long terme considèrent pour l'essentiel que ce sont les conditions des marchés gaziers (offre-demande) qui doivent déterminer les prix du gaz naturel, et ce d'autant plus que les deux marchés sont très différents, tant en terme d'organisation ou de réserves, que de l'évolution de la demande (Stern, 2007). En particulier, l'épuisement des réserves de pétrole (couplé à une forte demande en Asie) tend à faire augmenter les prix, alors que l'on est dans une situation très différente pour les réserves gazières. Par ailleurs, l'indexation sur le prix du pétrole se justifie de moins en moins par les questions de concurrence. Ce n'est pas avec le pétrole que le gaz est en concurrence, mais avec le charbon et l'électricité. Dès lors, ils défendent comme base de référence non plus les prix des produits pétroliers mais ceux du gaz naturel qui s'établissent sur les marchés spot.

Le problème de la fiabilité des prix issus des marchés spot associés au hub de référence sont largement mis en avant, notamment par les dirigeants de Gazprom (Komlev, 2013). Différents facteurs sont évoqués. Le premier a trait à « l'illiquidité¹⁰ » de la plupart des marchés spot dans l'UE et aux conséquences de ce manque de liquidité. Cette caractéristique permet une manipulation des prix spot et des ententes coordonnées entre les producteurs dominants en matière de prix. En particulier, ces derniers peuvent avoir intérêt à jouer la carte des marchés spot et des contrats de court terme au détriment des contrats de long terme, afin de maximiser l'arbitrage prix-volume. En tablant sur une croissance faible de leur production gazière et de leur exportation, ils seraient en mesure de faire monter les prix sur les marchés spot, stratégie impossible à mettre en œuvre avec les contrats TOP traditionnels (Boussena et Locatelli, 2013). A l'inverse, l'indexation sur les prix des produits pétroliers de ces contrats élimine la capacité d'un acteur à influencer les prix et les incitations à le faire (Finon, 2008). A cette problématique du prix spot de référence (*marker price*) est directement associée celle du hub de référence susceptible d'être utilisé dans les formules d'indexation des prix (Stern, 2007). Pour que le prix spot établi sur un hub puisse devenir un prix de référence, il faut que le hub ait entre autres comme attributs la profondeur, la liquidité et la transparence, et soit donc capable d'attirer un nombre significatif de participants au marché (Heather, 2012). A ce jour, seul le National Balancing Point (NBP) en Angleterre répond à ces caractéristiques. Mais peut-il servir de référence à l'Europe continentale compte tenu de marchés gaziers à ce jour différenciés ? Enfin reste le problème de la volatilité des prix spot. Un des arguments généralement évoqué pour maintenir l'indexation sur les prix du pétrole est celui de la stabilité induite par ce type d'indexation.

2.2 Les mises en cause de la stratégie industrielle de Gazprom par le 3^e paquet Energie

Pour conforter, élargir voire mieux valoriser ses exportations, un fournisseur de gaz naturel peut être tenté par une plus grande implication dans l'aval du secteur, au moins jusqu'aux ventes de gros. Cette stratégie qui consiste à acquérir des actifs dans les compagnies de transport, de stockage et de distribution, voire les compagnies consommatrices de gaz (cas des producteurs d'électricité) permet au producteur de vendre son produit sans être confronté à la

¹⁰ La liquidité d'un hub gazier se définit comme le rapport entre le volume total d'échanges sur le hub et le volume de gaz consommé dans la zone desservie par le hub.

concurrence sur les marchés de gros (Eikeland, 2007) et dans bien des cas d'en tirer plus de profit. L'intégration vers l'aval offre la possibilité de récupérer les marges des acteurs intermédiaires des divers segments du *downstream*.

C'est cette stratégie que Gazprom entend principalement mettre en œuvre sur le marché européen pour préserver ses parts de marché dans un environnement concurrentiel. Il s'agit pour Gazprom de tenter de se prémunir contre le risque prix et le risque volume induits par la libéralisation du marché gazier de l'UE. Notons que cette démarche s'inscrit dans une stratégie plus large d'internationalisation de l'entreprise qui a objectif de se constituer en une compagnie globale capable de rivaliser avec les principales majors. A l'inverse pour l'UE, la compagnie gazière rechercherait une intégration verticale de type stratégique lui permettant de manipuler les logiques concurrentielles induites par les directives gazières. L'accès direct aux consommateurs finaux, au travers de ses prises de participation dans les sociétés de distribution et de transport ou les compagnies consommatrices de gaz (cas des producteurs d'électricité, cf. tableau 3), lui permettrait d'une part de développer des stratégies de forclusion¹¹ et d'autre part d'accroître le coût d'approvisionnement de ses concurrents en aval.

Certaines des règles du 3^e paquet énergie visent à limiter ce type d'adaptation par l'intégration vers l'aval. Par conséquent, elles sont susceptibles de fortement limiter les investissements de Gazprom en Europe. Les oppositions entre les deux parties se focalisent plus particulièrement sur la clause du pays tiers (*Third country clause*) parfois qualifiée de clause anti-Gazprom. L'introduction d'un *unbundling* patrimonial au niveau européen¹² assortie de la clause du pays tiers condamnerait la stratégie d'adaptation par l'intégration vers l'aval de la société gazière russe. La clause du pays tiers ouvre en effet la voie à un traitement discriminatoire vis-à-vis des investissements étrangers. Ces règles excluent qu'un producteur et fournisseur comme la Russie puisse détenir une part majoritaire dans les réseaux de transport de l'UE ou être un TSO (*Transmission System Operator*) dans un Etat membre (Willems et al., 2010). Les renégociations du contrat de transit gazier entre la Pologne et la Russie illustrent déjà les implications d'une telle règle. La gestion de la section du gazoduc Yamal en Pologne jusqu'à assurée par EurRoPol Gaz, joint venture entre la compagnie polonaise PGNiG et Gazprom, sera désormais aux mains de l'opérateur polonais Gaz-System¹³.

Tableau 3 : Les principales prises de participation de Gazprom avec des partenaires de l'Union européenne et ses principales filiales dans l'UE

¹¹ L'intégration verticale d'une firme à laquelle s'apparente la stratégie de descente en aval de Gazprom sur le marché européen « (...) peut constituer un moyen pour elle d'accroître les coûts d'approvisionnement de ses concurrents en aval (*raising rival's costs*) de réduire (voire interdire) l'accès de ses concurrents à des fournisseurs (forclusion) » (Hansen et Percebois, 2010).

¹² L'action d'*unbundling* consiste en une séparation juridique ou comptable des divers segments de la chaîne gazière pour éviter l'intégration verticale considérée comme une barrière à l'entrée pour les nouveaux acteurs.

¹³ Ce dernier s'est par ailleurs engagé à un fonctionnement en accès aux tiers pour la capacité non réservée du gazoduc (« Poland and Russia reach compromise deal with EU on long term gas supply and transit », *Gas Matters*, Dec. /Jan. 2011).

	Société
Allemagne	Joint venture Wingas (Gazprom- Wintershall/BASF), transport et vente. Selon l'accord de 2012, Gazprom deviendrait le seul actionnaire de cette entreprise en échange de prises de participation dans le développement de certains de ses gisements
	Joint venture WIEH (Gazprom-Wintershall/BASF), vente. Selon l'accord de 2012, Gazprom deviendrait le seul actionnaire de cette entreprise en échange de prises de participation dans le développement de certains de ses gisements
	Joint venture WIEE (Gazprom-Wintershall/BASF), vente, stockage. Selon l'accord de 2012, Gazprom deviendrait le seul actionnaire de cette entreprise en échange de prises de participation dans le développement de certains de ses gisements
Autriche	Au travers d'une filiale commune GWH et Centrex (détenu à 25 % par Gazprom), la société russe commercialisera directement du gaz
Hongrie	Prise de participation dans E.ON Foldag Storage et E.ON Foldaz et dans les fournisseurs régionaux de gaz et d'électricité aux termes d'un accord avec E.ON concernant ses actifs dans la société MOL
Italie	Possibilité d'une prise de participation de 10 % dans ENIpower avec vente directe de gaz en production d'électricité
Pologne	Jusqu'en 2011, JV entre la compagnie polonaise PGNiG et Gazprom pour gérer le gazoduc Yamal en Pologne
Royaume-Uni	Prise de participation dans la société de distribution Pennine Natural Gas (PNG)
	Acquisition du transporteur NGSS (Natural Gas Shipping Services)
	Gazprom Marketing and Trading, filiale de Gazprom pour commercialiser directement du gaz russe au Royaume-Uni
Estonie	Prise de participation (37,5 %) dans la société de Marketing, transport, Eesti Gaas
Lettonie	Prise de participation (34 %) dans la société de Marketing, distribution, Latvijas Gaze
Lituanie	Prise de participation (30 %) dans la compagnie de Transport, distribution Stella Vitae
	Prise de participation (37 %) dans la compagnie de Marketing, transport Lietuvos Dujos

Sources : Locatelli (2008), Gazprom (2013),

2.3. NordStream, SouthStream *versus* Nabucco : les enjeux sur les gazoducs

Face à l'oligopole des fournisseurs gaziers de l'UE, la stratégie de diversification de son approvisionnement est dans un contexte de libéralisation de ses industries de réseau un facteur clé de sa sécurité énergétique. L'objectif d'une politique de diversification est ainsi de répartir les risques entre plusieurs fournisseurs. La réalisation de gazoducs transnationaux, de longue distance, dans cet environnement institutionnel, revêt donc une importance particulière. Ainsi, la réalisation du gazoduc Nabucco permettant d'acheminer du gaz de la Caspienne en Europe et plus généralement l'ouverture d'un quatrième corridor d'approvisionnement, est considérée par l'UE comme un objectif prioritaire. A ce titre, il bénéficie pour un temps donné des exemptions aux règles d'accès aux tiers, d'*unbundling* et de système de tarifications. Ces exemptions sont en effet autorisées, pour une période de temps donnée, si l'infrastructure considérée permet d'accroître la diversification de l'approvisionnement gazier (Goldberg, 2009).

A l'inverse, en particulier suite aux deux crises gazières avec l'Ukraine, la Russie a cherché à sécuriser sa fourniture gazière vers l'Europe en développant de nouveaux gazoducs qui permettent le contournement de l'Ukraine. C'est prioritairement à cet objectif que répondent

le gazoduc NordStream et le projet du SouthStream. Le premier d'entre eux est à ce jour composé de deux lignes, entre la Russie (Vyborg) et l'Allemagne (Greifswald) par la Baltique¹⁴. Il est le premier gazoduc russe à ne traverser aucun pays de transit. Dans un contexte de faible croissance de la demande gazière européenne, il peut pour partie se substituer à la fourniture par l'Ukraine en cas de problème. Quant au gazoduc SouthStream¹⁵, même si sa réalisation demeure toujours incertaine sa capacité permettrait d'acheminer 63 Gm³ de gaz russe (en deux lignes) vers l'Europe à partir de la Bulgarie. Les capacités des deux gazoducs correspondent de fait à l'ensemble de la fourniture gazière par l'Europe. Comme pour Nabucco, la Russie a demandé à l'UE, au nom d'une diversification non pas des sources d'approvisionnement mais des « routes gazières », un certain nombre d'exemptions.

La concurrence entre ces voies d'approvisionnement est une illustration des oppositions entre la Russie et l'UE sur la manière d'envisager la question de la sécurité de la fourniture gazière à l'Europe. Plus encore, elle illustre les divergences qui subsistent au sein même de l'Europe sur l'appréhension du risque russe. L'Allemagne en effet, que ce soit au travers des gazoducs, des échanges d'actifs avec Gazprom ou de prises de participation dans le développement des gisements gaziers russes, joue clairement le renforcement de la coopération avec la Russie. Il en est de même pour la France avec GDF-Suez partie prenante de NordStream et EDF impliquée dans le SouthStream. De ce point de vue, il est donc difficile de parler d'une politique énergétique commune.

De manière générale, on peut toutefois considérer que les règles d'*unbundling patrimonial* et d'ATR (accès des tiers au réseau) ne sont pas sans poser certains problèmes au regard de la rentabilité et donc de la faisabilité des gazoducs transnationaux, d'où l'introduction au cas par cas de règles d'exemptions. Un système d'allocation des capacités de court terme peut sembler du point de vue des enjeux concurrentiels un élément important. Toutefois, la réservation de capacités de long terme est un facteur nécessaire à la réalisation par les compagnies des investissements dans les infrastructures de longue distance (Talus, 2011 ; Ascari, 2011 ; CIEP, 2011 ; Frontier Economics, 2011). En effet, il est difficile de les imaginer s'engager dans le financement (considérable) de gazoducs sur longue distance sans disposer dans le même temps de capacités de transport réservées sur les gazoducs construits (Hubbard et Weiner, 1991). Ces contrats de réservation de capacité de long terme sont également pour les producteurs un facteur essentiel dans les décisions d'investissements dans le développement de nouvelles capacités de production (CIEP, 2011).

Par ailleurs, la question de la coordination des contrats de fourniture et des contrats de réservation des capacités de transport est un aspect essentiel du débat¹⁶. Le problème de « discordances contractuelles » entre des contrats de fourniture de long terme et des contrats

¹⁴ Le consortium est composé de Gazprom (51 %), E.ON (15,5 %), Wintershall (15,5 %), GDF-Suez (9 %), Gasunie (9 %). Une troisième ligne est d'ores et déjà envisagée.

¹⁵ La mise en service du gazoduc est envisagée pour 2015. Le consortium est composé de Gazprom (51 %), ENI (49 %), EDF et Wintershall.

¹⁶ Deux options peuvent être évoquées. Le premier choix est de définir (et allouer) des droits de réservation des capacités de transport explicites. Celui-ci ouvre la voie à des contrats de réservation des capacités dont la durée peut être différente de celle du contrat de fourniture. C'est la voie que semble actuellement privilégier l'UE. Le deuxième choix possible est de définir (et allouer) des droits de réservation des capacités de transport implicites. Dans ce dernier cas, les capacités et la fourniture sont échangées ensemble. Cette dernière option permet d'éviter les stratégies de forclusion en matière de réservation des capacités de transport (Vazquez et al., 2012).

de réservations de capacité de plus court terme est un problème majeur (Talus, 2011 ; Konoplyanik, 2005). C'est sur ce point que l'UE et la Russie se sont plus précisément affrontées dans le cadre de la discussion du protocole de Transit du Traité de la Charte sur l'énergie. La question de « l'égalisation » de la durée des contrats de fourniture et de celle du transport ont conduit les Russes à proposer un mécanisme particulier pour répondre à ce problème, le *Right of First Refusal*. Ce dernier devait permettre au fournisseur ayant un contrat de long terme d'être prioritaire pour la réservation de capacité de transit. L'UE au nom de ses règles concurrentielles s'est opposée à ce mécanisme (Haghighi, 2007).

III.– Le modèle gazier russe : des contradictions avec les logiques portées par l'UE

Au-delà du débat technique sur la libéralisation, les conflits entre l'UE et certains de ses fournisseurs historiques comme la Russie sont l'illustration de divergences profondes sur la structuration et l'organisation des marchés gaziers, et par conséquent sur le « modèle » économique et institutionnel porté par l'UE en matière d'industries de réseau. Ils sont le reflet de contextes économiques et institutionnels profondément différents. La capacité de la Russie à gérer son secteur des hydrocarbures par les seules institutions de marché et de manière plus large par la *Rule of Law* pose question quant à la viabilité et la crédibilité d'une réforme qui viserait à organiser son secteur gazier selon les principes concurrentiels mis en œuvre dans l'UE.

3.1. Le modèle concurrentiel et dé-intégré véhiculé par l'exportation des acquis communautaires

L'UE a conçu la gestion de ses relations avec ses fournisseurs gaziers principalement au travers de la diffusion des acquis communautaires en matière de réglementation et d'organisation des marchés énergétiques (McGowan, 2007). Il s'agit d'établir un espace commun de régulation, de normes et de règles (Belyi, 2009). Le modèle exporté par les acquis communautaires est celui du modèle dé-intégré des industries de réseau couplé à des modalités concurrentielles d'accès aux ressources en hydrocarbures déterminées par les principes du Traité sur la Charte de l'énergie.

La diffusion des acquis communautaires aux pays producteurs (et notamment à la Russie) permettrait à l'UE de renforcer sa sécurité gazière dès lors qu'elle serait en mesure d'expérimenter le processus de libéralisation sur l'ensemble de la chaîne gazière (de l'*upstream* jusqu'au *downstream*). La cohérence de sa réforme en serait renforcée. L'émergence de plusieurs compagnies de gaz en Russie potentiellement exportatrices de gaz et donc en concurrence sur le marché de l'UE serait susceptible d'accroître la liquidité des marchés spot et de les crédibiliser. En favorisant la concurrence entre producteurs russes, elle offrirait une voie, certes particulière, de diversification et donc de sécurisation de l'approvisionnement de l'UE. Le traité d'investissement multilatéral qu'est la Charte de l'énergie (Wälde, 2008), garantissant la possibilité pour les compagnies gazières européennes d'investir dans le développement des ressources en hydrocarbures des producteurs, offre une deuxième modalité visant à accroître sa sécurité gazière (European Commission, 2010). La Charte de l'énergie offre des garanties pour les investissements internationaux et permet d'imposer un principe concurrentiel de non-discrimination pour l'accès aux ressources en hydrocarbures (Haghighi, 2007)¹⁷. La question des conditions d'accès aux ressources en

¹⁷ Le principe de souveraineté des Etats sur les ressources naturelles n'est pas mis en cause par la Charte, mais le traité établit une série de règles en matière d'échanges, de transit et d'investissements, qui ont pour objectif de

hydrocarbures s'affirme ainsi comme un facteur important d'une politique de sécurisation de la fourniture gazière de l'UE.

Enfin, la diffusion des acquis communautaires au travers du protocole de transit du traité de la Charte de l'énergie¹⁸ participe également à la sécurisation de l'approvisionnement de l'UE en favorisant la diversification des approvisionnements. Ce dernier pourrait servir de cadre juridique à l'ouverture du réseau de gazoducs de Gazprom aux fournisseurs extérieurs. Un fonctionnement des réseaux de transport de Gazprom¹⁹ en accès libre aux tiers, avec comme principe de base la « liberté de transit », offrirait l'opportunité aux compagnies gazières d'acheminer le gaz d'Asie centrale en Europe et d'assurer ainsi la multiplication des fournisseurs sur le marché européen²⁰.

3.2. L'impossible mise en œuvre du modèle concurrentiel et dé-intégré en Russie

Le secteur gazier russe est depuis le début des années 1990 dominé par Gazprom détenu à 51 % par l'Etat. Possédant le monopole de transport et d'exportation, il est l'acteur ayant un pouvoir de marché dominant en Russie avec 78 % de la production gazière. Au vu de cette structuration, le modèle d'organisation de l'industrie gazière sous-tendu par l'exportation des acquis communautaires suppose une transformation institutionnelle complexe du secteur gazier russe. Les réformes à mettre en œuvre sont de plusieurs ordres : dé-intégration du monopole verticalement intégré, introduction de la concurrence à l'exception des réseaux de transport et de distribution en monopole naturel, régulation de ces derniers au travers d'un ATR définissant un accès égalitaire et libre, privatisation partielle ou totale des opérateurs historiques. Elles apparaissent toutefois difficilement compatibles avec l'environnement économique et institutionnel de ce pays, notamment en raison de l'ineffectivité de certaines institutions comme la fiscalité, le contrat, les droits de propriété (Rossiaud et Locatelli, 2009). Par ailleurs, la question des prix reste la condition d'une réforme crédible et faisable du secteur gazier russe. En dépit des projets portés par un certain nombre de « réformateurs » notamment l'ancien ministre du Développement économique et du Commerce, G. Greff, elles n'ont jamais pu être réellement mises en œuvre.

– La question des droits de propriété

libéraliser les investissements et les flux énergétiques (reprise de certaines clauses de l'OMC comme celle de la nation la plus favorisée ou celle sur le Traitement national).

¹⁸ Le protocole de transit de la Charte (2000) précise notamment les conditions de l'accès aux pipelines. Il définit les principes de tarification du transit, les capacités disponibles et les vols au cours du transit.

¹⁹ Le protocole ne contient toutefois pas de règles relatives à l'ATR. Les autres désaccords entre l'UE et la Russie en matière de transit portent notamment sur les principes de tarification du transit, sur l'utilisation des capacités de transit disponibles et le *Right of first refusal* (cas où la durée d'un contrat d'approvisionnement dépasse la durée du contrat de transit). Pour plus de détails cf. Haghighi (op. cit.).

²⁰ Le Kazakhstan et le Turkménistan pourraient être des fournisseurs importants de l'UE, compte tenu de leurs réserves, à condition que soit résolu le problème des voies d'évacuation dû à l'enclavement de ces pays. La Russie, à condition que son réseau de gazoducs fonctionne en accès aux tiers, pourrait de ce point de vue représenter une des solutions les moins coûteuses.

L'ineffectivité des droits de propriété privés en Russie, tout au moins jusqu'au début des années 2000, met en cause la faisabilité et la crédibilité d'une réforme qui viserait à intégrer Gazprom en différentes sociétés de production puis à les privatiser. La question de la sécurisation des droits de propriété privés en Russie a fait l'objet d'un vaste débat (Tompson, 2008 ; Runov, 2004 ; Hedlund, 2001), trois types d'incertitudes majeures pouvant être identifiés. La première incertitude porte sur le droit au revenu mis en cause par les bas prix du gaz, mais également par le développement dans les années 1990 des non-paiements et du troc. Ces deux phénomènes contraignent fondamentalement les droits de propriété sur les ressources et les possibilités de retirer les recettes nécessaires de la vente sur le marché interne pour reconstituer les réserves et renouveler les infrastructures. Ces éléments définissent une situation de risque de « hold-up » caractérisée par O. Williamson (1985). Les opérateurs qui investissent sont totalement soumis au risque discrétionnaire des politiques de prix de l'Etat et à l'opportunisme d'une partie des acheteurs de gaz. La deuxième incertitude est relative aux droits de propriété sur les actifs des entreprises du fait de la faible légitimité du processus de privatisation (Deacon et Mueller, 2004) et de la manipulation de la loi sur les faillites. L'impossibilité de mettre en œuvre le mécanisme de faillite, en particulier en raison des non-paiements et des relations non monétaires, conduit à procéder aux transferts d'actifs à grande échelle indépendamment de la rentabilité des firmes lorsqu'il est nécessaire de procéder à des restructurations (Finon et Locatelli, 2003). Enfin, le dernier élément est spécifique aux hydrocarbures. Les droits de propriété privés sont mis en cause par le problème de la sécurisation des droits d'accès aux ressources naturelles. En dépit de la loi pétrolière (Subsoil Law) de 1992 et des amendements de 1995, le processus d'accès aux ressources en hydrocarbures est resté largement opaque (Adachi, 2009)²¹, objet de réallocations discrétionnaires de la part de l'Etat des licences octroyées lors de la constitution des compagnies pétrolières et gazières.

– La question des prix

La création d'un marché concurrentiel à l'image de ceux induits par le processus de libéralisation des industries gazières de l'UE est rendue difficile de par les structures et les bas prix du gaz naturel. D'une part, d'importantes subventions croisées sont intégrées entre le secteur industriel et le secteur résidentiel, ce dernier étant subventionné par le premier. Une autre forme de subventions était jusqu'en 2000 liée au développement sur une échelle considérable des relations non monétaires (troc, non-paiement, crédit interentreprise) déjà évoquées. Ces mécanismes sont à l'origine de distorsions conséquentes entre les secteurs. D'autre part, en moyenne, sur certaines périodes, ces prix auraient été inférieurs au coût marginal de production de Gazprom²² (Tarr et Thomson, 2003 ; Dubek et al., 2006). Ces prix (qui ne sont pas des prix de monopole) répondent à une logique de redistribution entre les consommateurs et à la politique industrielle qu'entend mener l'Etat russe. Ils ne permettent pas un jeu concurrentiel entre acteurs dès lors que leur rentabilité n'est pas assurée sur leur marché intérieur. Cela concerne aussi bien Gazprom que les « Indépendants » gaziers et les compagnies pétrolières russes.

²¹ 40 % des licences alloués entre 1992 et 1995 ne contiennent aucune obligation pour les utilisateurs des ressources (Adachi, 2009).

²² En 2001, ces prix étaient de 10 \$/ 1 000 m³ pour les ménages et de 15-16 \$/1 000 m³ pour les industriels contre une moyenne de 120 \$/ 1 000 m³ pour les exportations vers l'Europe de l'Ouest.

Dans ces conditions, les régulations du secteur gazier russe demeurent essentiellement des régulations de type quantitatif au travers de la négociation sur le marché intérieur de quotas de livraisons entre Gazprom et les grandes catégories de consommateurs. Les critères de rentabilité ou de coût n'ont que peu d'importance (Ahrend et Thompson, 2004). C'est essentiellement grâce à un accès privilégié à la rente en devises liée à son monopole d'exportations que Gazprom peut maintenir son activité et notamment financer les investissements nécessaires à la croissance de la production gazière russe. Le développement de la concurrence que permettrait le changement progressif des structures organisationnelles de cette industrie n'est pas compatible avec l'environnement institutionnel et économique de la Russie.

3.3. Le modèle russe d'organisation de l'industrie gazière

En suivant les approches de la cohérence, de la complémentarité institutionnelle (North, 2005 ; Hopner, 2005) et de « l'alignement discriminant »²³ (Williamson, 1996 ; Menard, 2001) développées par le courant néo-institutionnaliste, on peut considérer que les voies actuelles de réorganisation du secteur gazier sont celles qui sont faisables, crédibles et viables au regard des spécificités de l'environnement institutionnel russe. Elles empruntent deux voies principales. La première est celle qui vise à tenter de « normer », tout en la maintenant, le comportement de la compagnie d'Etat par le développement de franges concurrentielles. On assiste de fait aujourd'hui à des évolutions importantes du marché gazier russe. Celui-ci est ainsi de plus en plus concurrentiel. La deuxième est relative au contrôle strict des autorités fédérales sur le processus d'accès aux ressources, que ce soit pour les acteurs nationaux ou pour les compagnies internationales. Ces deux logiques structurantes de l'organisation du marché gazier sont en profonde contradiction avec les modèles d'organisation des marchés et des industries promus par l'UE.

– Vers un marché intérieur plus concurrentiel : la logique des doubles marchés

Le marché gazier russe reste dominé par Gazprom, mais aujourd'hui des segments concurrentiels émergent progressivement, conduisant à la coexistence d'un double marché, l'un qualifié de « libre », l'autre de « régulé ». Le marché libre, ou dérégulé, est approvisionné par les Indépendants gaziers (Novatek, Itera...) et les compagnies pétrolières russes (Rosneft, Lukoil...). Ces acteurs représentent aujourd'hui 27 % de la production gazière (soit 176 Gm³) contre 6 % en 1996. Ils auraient les réserves nécessaires pour assurer une production de plus de 300 Gm³ à l'horizon 2020. Sur ce marché, chaque industriel (y compris le secteur électrique) peut obtenir à des prix non régulés des quantités de gaz en supplément des quotas de consommation négociés avec Gazprom (Ahrend et Thompson, 2004). A l'inverse, le marché régulé est approvisionné par Gazprom à des prix administrés définis par l'Etat.

L'évolution vers un marché gazier plus concurrentiel ne peut se concevoir sans une profonde réforme des prix intérieurs du gaz naturel. Le projet initial était que les prix intérieurs russes soient à parité (déduction faite des accises, taxes d'exportation et coût de transport) avec les prix européens à partir de 2011 pour le secteur industriel et 2013 pour le secteur résidentiel. Il semble pour l'heure abandonné ou tout au moins retardé pour au moins deux raisons. D'une part, une telle logique d'alignement sur les prix européens induirait des augmentations

²³ Cette notion développée par O. Williamson permet d'intégrer dans l'analyse des structures de gouvernance les caractéristiques de l'environnement institutionnel d'un pays. Il s'agit en particulier d'analyser l'alignement de la structure de gouvernance avec l'environnement institutionnel.

considérables compte tenu de l'indexation des prix du gaz sur ceux du pétrole dans les formules de prix des contrats de long terme, augmentations difficilement supportables par l'économie russe. D'autre part, en l'absence d'un marché mondial du gaz naturel et compte tenu de la position dominante de Gazprom sur le marché intérieur russe, le prix intérieur doit être celui qui permet aux producteurs de couvrir leur coût marginal de long terme (Tarr et Thomson, 2003). Cette question a d'ailleurs fait l'objet d'une longue controverse entre l'UE et la Russie à propos de l'adhésion de cette dernière à l'OMC. Selon l'UE, les bas prix en interne du gaz russe constituent des subventions indirectes du prix de l'électricité. Celles ci permettent à la Russie de pratiquer des politiques de dumping. Sont particulièrement concernées les exportations des industries grosses consommatrices d'énergie (aluminium, acier...).

A cette logique d'alignement se sont substituées des augmentations progressives des prix administrés depuis le milieu des années 2000 (tableau 4) qui tendent à les rapprocher des prix libres. L'objectif principal de ces hausses est d'assurer la rentabilité de Gazprom sur son marché intérieur (Henderson, 2011). Ils ont augmenté de 124 % pour le secteur industriel et de 121 % pour le secteur résidentiel entre 2006 et 2010 (cf. tableau 4), ce qui semble suffisant d'une part pour assurer la rentabilité de Gazprom et d'autre part pour assurer un alignement des prix administrés sur les prix libres du marché non régulé (Henderson, 2013). C'est en tout cas l'hypothèse que l'on peut formuler suite aux contrats passés entre certains Indépendants et des acteurs importants du secteur électrique et industriel pour la fourniture de gaz précédemment assurée par Gazprom (Henderson, 2013). Leur offre gazière est désormais compétitive par rapport à celle de Gazprom.

Outre les prix, la concurrence entre Gazprom et les autres acteurs gaziers est également rendue possible par une application plus stricte de l'accès au réseau de transport de Gazprom. Le réseau de gazoduc étant, rappelons-le, un monopole naturel, l'ATR est la condition de l'introduction de la concurrence dans ce secteur.

**Tableau 4 : Moyenne des prix régulés du gaz naturel en Russie en 2006-2011
Prévisions pour 2012 et 2013**

Par mille m3		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012 (2)	2013 (2)
Industries	Roubles	1104	1352	1690	1957	2478	2583 (1)	-	-
	Dollars	40.58	52.81	67.87	64.80	82.60	91 (2)	105	119
Ménages	Roubles	863	1031	1291	1294	1903			
	Dollars	31.72	40.27	51.85	49.47	63.43			

(1) : Pour les six premiers mois de 2011

(2) : Prévisions du Federal Tariff Service de la Russie

Sources : « Price rises and market reform in Russia, a long and winding road », *Gas matters*, June 2011 ; *Gazprom Financial report 2011*, Gazprom 2012 ; *Dynamics of gas wholesale prices for industrial consumers*. Russian Federal Tariff Service.

Si Gazprom est mis en concurrence sur son marché intérieur, il reste à savoir si cette concurrence peut se déplacer sur le terrain de l'exportation. Rosneft et Novatek entendent monétiser leurs importantes ressources gazières au travers de l'exportation de GNL notamment vers le marché asiatique. Ils demandent donc au moins pour le GNL la fin du monopole d'exportation de Gazprom alors qu'à ce jour les exportations par gazoducs vers l'Europe ne sont pas évoquées. Toutefois, les conséquences macroéconomiques d'une telle décision risquent d'être considérables, ce qui explique sans doute les hésitations de l'Etat. Il s'agit d'éviter que sur le marché de l'UE, Gazprom puisse être mis en concurrence par

d'autres acteurs russes avec des exportations de GNL. Ceci pourrait contribuer à faire baisser les prix sur les marchés spot européens (et contribuer à leur liquidité, objectif recherché par l'UE) et éroder le profit de monopole de la Russie sur ses exportations gazières (Tarr, 2010).

La concurrence vise également à « normer » le comportement de Gazprom qui, faisant face à un environnement plus concurrentiel, devra sans doute rechercher plus d'efficacité pour rester compétitif. Les quelques études disponibles sur Gazprom mettent en avant deux voies principales de réorganisation de la compagnie (Locatelli, 2013). La première consiste à séparer, au sein de chaque filiale de Gazprom, les unités de production de celles de transport et de stockage. La deuxième voie a pour objectif de séparer les activités de base de la compagnie de celles qui sont annexes (Victor, 2008). Il n'empêche que de nombreux problèmes semblent persister, problèmes de *Corporate Governance* – même si un effort réel de transparence a été réalisé –, de suremploi, de coûts de production élevés, d'endettement (Wood Mackenzie, 2004 ; Victor et Sayfer, 2012). Enfin en matière de technologie, Gazprom devra sans doute faire appel aux investisseurs internationaux en ce qui concerne l'offshore profond et la technologie du GNL.

– L'accès aux ressources en hydrocarbures de la Russie

Les amendements apportés à la loi sur les hydrocarbures sont un facteur d'incertitude pour l'UE au regard d'une stratégie de sécurisation des ressources gazières. Ils conduisent à définir des conditions d'accès aux ressources en hydrocarbures plus restrictives pour les investisseurs internationaux (cf. encadré 1). La loi n'interdit pas aux investisseurs étrangers l'accès aux ressources en hydrocarbures de la Russie, comme en témoignent les derniers accords signés (ExxonMobil-Rosneft, ENI-Rosneft, Statoil-Rosneft et Total-Gazprom). Mais les modalités de cet accès, à savoir l'implication des investisseurs internationaux au travers d'une joint venture avec une compagnie d'Etat, les échanges d'actifs, ne suivent pas la logique de l'approche concurrentielle défendue par l'UE. En effet, elles permettent l'accès aux ressources par le biais de relations bilatérales entre compagnies gazières ou pétrolières avec le support, voire l'implication des Etats. Cette politique de réciprocité (Belyi, 2009), mise en œuvre par la Russie avec certains Etats européens (Allemagne, Italie, France, voire Grande-Bretagne), est en contradiction totale avec le multilatéralisme promu par l'UE et porté par la Charte de l'énergie.

Encadré 1 : Les principales réglementations en matière d'accès aux hydrocarbures de la Russie

Le problème de renouvellement des réserves pétrolières conduit l'Etat russe, à partir des années 2000, à considérer que la Subsoil de 1992, loi pétrolière sur le sous-sol russe, ne permet pas de garantir ses droits de propriété sur les ressources en terre. Les divers amendements à cette loi introduits depuis 2008 visent à tenter de remédier à ce problème (Skyner, 2006). D'une part, le principe d'attribution conjointe (*Dual Key*) qui permettait au gouvernement central et aux régions d'attribuer conjointement les licences d'exploration et de production est aboli. Désormais, ces prérogatives sont aux mains du seul Etat fédéral. D'autre part, la définition de gisements et de secteurs stratégiques permet de limiter et de contrôler les investissements étrangers, dans la mesure où elle consacre la prééminence des compagnies d'Etat russe, Gazprom et Rosneft, dans le développement des réserves d'hydrocarbures stratégiques (Adachi, 2009 ; Fortescue, 2010). De ce fait, l'ensemble de l'offshore russe, et en particulier l'Arctique, ne peut être développé que par des compagnies d'Etat russes ou des joint ventures dans lesquelles ces dernières sont dominantes (au moins 51 %).

* * *

La libéralisation des industries gazières de l'UE a profondément déstabilisé les relations contractuelles qu'elles avaient jusque-là nouées avec ses principaux fournisseurs et ce dans un contexte de dépendance croissante vis-à-vis des importations gazières. L'UE est incontestablement à la recherche d'un nouveau modèle gazier définissant les conditions d'un fonctionnement intérieur basé sur des marchés de gros concurrentiels avec des relations contractuelles stabilisées avec les fournisseurs extérieurs. Celles-ci sont les conditions de sa sécurité gazière. De ce point de vue, il est peu vraisemblable que l'UE puisse gérer ces relations par les règles et les normes produites par les deux directives gazières et le 3^e paquet énergie. Ces dernières sont en contradiction avec l'environnement institutionnel de quelques uns de ses principaux (et durables) fournisseurs historiques, au premier rang desquels la Russie. Le modèle institutionnel et économique de l'UE en matière gazière s'avère difficilement transposable à ce pays. La reprise en main par l'Etat russe de l'industrie des hydrocarbures qui a permis de redresser et de redynamiser ce secteur peut s'avérer en totale contradiction avec le multilatéralisme et les principes concurrentiels prônés par la Charte de l'énergie et l'UE. L'enjeu est donc sans doute désormais de tenter d'élaborer des approches communes susceptibles de répondre aux préoccupations et aux objectifs des deux parties.

RÉFÉRENCES

- ADACHI Y. (2009), « Subsoil law reform in Russia under the Putin administration », *Europe-Asia Studies*, vol. 61, n° 8, pp. 1393-1414.
- AHREND R. et TOMPSON W. (2004), « Russia's gas sector: The endless wait for reform? », *Economics Department Working Papers*, n° 402, OECD, Paris.
- ASCARI S. (2011), « An American model for the EU gas market? », *EUI Working Papers*, n° 2011/39, RSCAS, Florence.
- BELIY A. (2009), « Reciprocity as a factor of the energy investment regimes in the EU-Russia energy relations », *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 2, n° 2, pp. 117-127.
- BOUSSENA S. et LOCATELLI C. (2013), « Energy institutional and organisational changes in EU and Russia : Revisiting gas relations », *Energy Policy*, vol. 55, pp. 180-189.
- BOUSSENA S. (1999), « New European gas market: gas strategies of other present and potential suppliers », 1999 International Conference: *The role of Russian and CIS Countries in Deregulated Energy Markets* (The Moscow International Energy Club and the Centre de Géopolitique des Matières Premières-Université Paris Dauphine), Paris, 6-7 December.
- CAMERON F. (2010), « The politics of EU-Russia energy relations », in: Talus K. et Fratini, P., (eds), *EU-Russia Energy Relations*, Euroconfidential, Brussels, pp. 25-38.
- CHEVALIER J. M. et PERCEBOIS J. (2007), *Gaz et électricité : un défi pour l'Europe et pour la France*, La Documentation française, Paris.
- CIEP (2011), *CIEP vision on the Gas Target Model*. Netherlands Institute of International Relations, Clingendael International Energy Programme, Clingendael.
- COMMISSION EUROPEENNE (2010), *Energie 2020 : stratégie pour une énergie compétitive, durable et sûre*, Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions, COM (2010) 639, Bruxelles.

CRETI A. et VILLENEUVE B. (2004), « Long term contracts and take or pay clauses in natural gas markets », *Energy Studies Review*, vol. 13, n° 1, pp. 75-94.

CROCKER K.J. et MASTEN S.E. (1991), « Pretia ex Machina? Prices and Process in Long-Term Contracts », *Journal of Law and Economics*, vol. 34, n° 1, pp. 69-99.

DEACON R. et MUELLER B. (2004), « Political economy and natural resource use » [en ligne], *Departmental working papers*, Department of Economics, UCSB, University of California, Santa Barbara. (<http://escholarship.org/uc/item/68g1n1v8>) [consulté le 26/06/2012]

DUBEK D., GOLUB A. et STRUKOVA E. (2006), « Should Russia increase domestic prices for natural gas? », *Energy Policy*, vol. 34, n° 13, pp. 1659-1670.

EIKELAND O. (2007), « Downstream natural gas in Europe – High hopes dashed for upstream oil and gas company », *Energy Policy*, vol. 35, n° 1, pp. 227-237.

EUROPEAN COMMISSION (2011), *On security of energy supply and international cooperation – “The EU energy policy: engaging with partners beyond our borders*, communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, COM (2011) 539 final, Brussels.

FINON D. (2008), « Why would oil-indexation in gas contracts survive in Europe? », [en ligne], *EU Energy Policy Blog*, 29 June (<http://www.energypolicyblog.com/2008/06/29/why-would-oil-indexation-in-gas-contracts-survive-in-europe>) [consulté le 26/06/2012]

FINON D. et LOCATELLI C. (2003), « L'échec de l'introduction d'institutions de marché dans une économie en transition : les limites du consensus de Washington dans un secteur de rente », *cahiers de recherche EPE*, n° 33, LEPII, Grenoble.

FORTESCUE S. (2010), « The Russian law on subsurface resources: a policy marathon », *Post Soviet Affairs*, vol. 25, n° 2, pp. 160-183.

FRISCH M. (2010), « Current European gas pricing problems: solutions based on price review and price re-opener provisions », *International energy law and policy research paper series, Working research papers*, n° 3, CEPMP, Dundee.

FRISCH M. (2003), « The forced removal of destination clauses: European gas security of supply implications », *Eurasian natural gas: opportunities and risks*, Conference, Energy Charter Secretariat, 12-13 November.

FRONTIER ECONOMICS (2011), *Target model for the European natural gas market* [en ligne], Report prepared for GDF Suez Branche infrastructures. (<http://www.frontier-economics.com/library/publications/frontier%20report%20-%20target%20model%20for%20the%20european%20natural%20gas%20market.pdf>) [consulté le 26/06/2012]

GAZPROM. *Rapport d'activité*. Moscow, différentes années.

GLACHANT J. M. et HAUTECLOCQUE A. de (2009), « Long-term contracts in European Competition Policy: Fuzzy not Crazy », *EUI Working papers*, n° 6, European University Institute, San Domenico di Fiesole.

GOLDBERG S. (2009), The impact of the Third Energy Package on European security of supply, in: Roggenkamp M. et Hammer M. (eds), *European law report VI*. Intersentia, Cambridge, pp. 133-154.

GROENENBERG H. (2009), « Indicators for energy security », *Energy Policy*, vol. 37, n° 6, pp. 2166-2181.

HAGHIGHI S. (2007), *Energy security: the external legal relations of the European Union with major oil- and gas-supplying countries*, Hart, Oxford.

HANSEN J-P. et PERCEBOIS J. (2010), *Energie: Economie et politiques*, De Boeck, Brussels.

HAURIE A., LEGRAND J., SMEERS Y. et ZACCOUR G. (1987), « A stochastic dynamic Nash-Cournot model for the European gas market », *Cahiers de recherche du GERAD*, n° G-87-24, Group for Research in Decision Analysis, Montreal.

HEDLUND S. (2001), « Property without rights: dimensions of Russian privatization », *Europe-Asia Studies*, vol. 53, n° 2, pp. 213-237.

HEATHER P. (2012), *Continental European Gas Hubs: Are they fit for purpose?*, *Working paper*, n° NG63, Oxford Institute for Energy Studies.

HENDERSON J. (2013), « Evolution in the Russian gas market : Competition for Consumers », *Working paper*, n° NG73, Oxford Institute for Energy Studies.

HENDERSON J. (2011), « Domestic gas prices in Russia: towards export netback? », *Working paper*, n° NG 57, Oxford Institute for Energy Studies.

HOPNER M. (2005), « Epilogue to “Explaining institutional complementarity”: What have we learnt? Complementarity, coherence and institutional change », *Socio Economic Review*, n° 3.

HUBBARD G. et WEINER R. (1991), Efficient contracting and market power: evidence from the U.S. natural gas industry. *Journal of Law and Economics*, vol. 34, n° 1, pp. 25-65.

HUBBARD G. et WEINER R. (1986), « Regulation and Long term Contracting in US Natural Gas Markets », *Journal of Industrial Economics*, vol. 35, n° 1, pp. 47-83.

IEA (2001), *Towards a sustainable energy future*, International Energy Agency, Paris.

JANSEN J., ARKEL W. et BOOTS M. (2004), *Designing indicators of long term energy supply security* [en ligne], ECN-C-04-007, Petten (<ftp://ecn.nl/pub/www/library/report/2004/c04007.pdf>), [consulté le 26/06/2012].

KEOHANE R. et NYE J. (2001), *Power and interdependence*, 3rd ed., Longman, New York.

KOMLEV S. (2013), « Pricing the “Invisible” Commodity », *Discussion Paper*, Contract Structuring and Pricing Directorate, Gazprom Export, Moscow, 11 January.

KONOPLYANIK A. (2012), « Russian gas at European energy market: Why adaptation is inevitable », *Energy Strategy Reviews*, n° 1, pp. 42-56.

KONOPLYANIK A. (2010), « Evolution of gas pricing in continental Europe. Modernization of indexation formulas versus gas to gas competition », *CEPMLP Working Research papers*, n° 2010/01, Centre for Energy, Petroleum & Mineral Law & Policy, Dundee.

KONOPLYANIK A. (2005), « Russian Gas to Europe: From long term contracts, on border trade and destination clauses to...? », *Journal of Energy & Natural Resources Law*, vol. 23, n° 3, pp. 282-307.

KRUYT B., VAN VUUREN D., DE VRIES H. et GROENENBERG H. (2009), « Indicators for energy security », *Energy Policy*, vol. 37, n° 6, pp. 2166-2181.

LILLIESTAM J. et ELLENBECK. S. (2011), « Energy security and renewable electricity trade – Will Desertec make Europe vulnerable to the “energy weapon”? », *Energy Policy*, vol. 39, n° 6, pp. 3380-3391.

LOCATELLI C. (2013), « Les voies de réforme du secteur gazier russe », *Revue d'Etudes Comparatives Est-Ouest*, à paraître.

LOCATELLI C. et ROSSIAUD S. (2011), « Russia's Gas and Oil Policy : the Emerging Organizational and Institutional Framework for Regulating Access to Hydrocarbon Resources », *IAEE Energy Forum*, 1st Quarter, pp. 2-26.

LOCATELLI C. (2008), « Gazprom's export strategies under the institutional constraint of the Russian gas market », *OPEC Energy Review*, vol. XXXII, n° 3, pp. 246-264.

MASTEN S. E. et CROCKER K.J. (1985), « Efficient adaptation in long-term contracts: take-or-pay provisions for natural gas », *American Economic Review*, vol. 75, n° 5, pp. 1083-1093.

MCGOWAN F. (2007), « Can the European Union's market liberalism ensure security in a time of "Economic nationalism"? », *Journal of Contemporary European Research*, vol. 4, n° 2, pp. 90-106.

MENARD C. (2001), « Methodological Issues in New Institutional Economics », *Journal of Economic Methodology*, vol. 8, n° 1, pp. 85-92.

MULHERIN J. (1986), « Complexity in long-term contracts: an analysis of natural gas contractual provisions », *Journal of Law, Economics, and Organization*, vol. 2, n° 2, pp. 105-117.

NICITA A. et PAGANO U. (2004), « Law and economics in retrospect » [en ligne], *Siena memos and papers on law and economics*, n° 23/04, (http://www.unisi.it/lawandeconomics/simple/023_Pagano.pdf) [consulté le 26/06/2012].

NORTH, D. (2005), « Institutions and the performance of economies over time », in: Ménard C. et Shirley M. (eds), *Handbook of new institutional economics*, Springer, Dordrecht.

NYSENS H., CULTRETA C. et SCHNICHEL D. (2004), « The territorial restrictions case in the gas sector: a state of play », *Competition Policy Newsletter*, n° 1, pp. 48-51.

NYSENS H. et OSBORNE L., (2005), « Profit splitting mechanism in a liberalised gas market: the devil lies in the detail », *Competition Policy Newsletter*, n° 1, pp. 25-29.

PERCEBOIS J. (2008), « The supply of natural gas in the European Union », *OPEC Energy Review*, vol. XXXII, n° 1, pp. 33-53.

ROSSIAUD S. et LOCATELLI C. (2009), « The obstacles in the way of stabilising the Russian oil model », *Post Communist Economies*, vol. 21, n° 4, pp. 425-438.

RUNOV A. (2004), « Demand for private property right in post-soviet Russia: causes and effects in manufacturing and extractive industries », 8th *Annual Conference of the International Society for New Institutional Economics (ISNIE)*, 30 September-3 October.

SCHEEPERS M, SEEBREGTS A., De JONG, J. et MATERS H. (2007), *EU standards for energy security of supply*, Netherlands Institute of International Relations, Clingendael International Energy Programme, Clingendael.

SKYNER L. (2006), « The regulation of subsoil resource usage; the erosion of the "two key" principle and its inclusion into the framework of civil law », *Review Central and East European Law*, n° 2-4, pp. 127-157.

SOVACOO B. et MUKHERJEE I. (2011), « Conceptualizing and measuring energy security: A synthesized approach », *Energy*, vol. 36, n° 8, pp. 5343-5355.

STERN J. et ROGERS H. (2013), « The transition to hub based pricing in Continental Europe: A response to Sergei Komlev of Gazprom Export », *Oxford Energy Comment*, Oxford Institute for Energy Studies, February.

STERN J. (2007), « Is there a rationale for the continuing link to oil product prices in continental European long-term gas contracts? », *Working paper*, n° NG 19, Oxford Institute for Energy Studies.

TALUS K. (2011), « Long-term natural gas contracts and antitrust law in the European Union and the United States », *Journal of World Energy Law and Business*, vol. 4, n° 3, pp. 260-315.

TALUS K. (2007), « Long term agreements and security of supply-between law and politics », *European Law Review*, vol. 32, n° 4, pp. 535-547.

TARR D. (2010), « Export restraints on Russian natural gas and raw timber: what are the economic impacts? », *Policy Research working papers*, n° WPS 5195, World Bank, Washington D.C.

TARR D. et THOMSON P. (2003), « The Merits of Dual Pricing of Russian Natural Gas », *The World Economy*, vol. 27, n° 8, pp. 1173-1194.

TOMPSON W. (2008), « Back to the future? Thoughts on the political economy of expanding state ownership in Russia », *Cahiers de Russie*, n° 6, CERI, Paris.

VAZQUEZ M., HALLACK M. Et GLACHANT J.-M. (2012), « Building Gas markets: US versus EU, market versus market model », *EUI Working Papers*, n° 10, RSCAS.

VICTOR N et SAYFER I. (2012), « Gazprom : The struggle for power », in: Victor D., Hults D. et Thurber M., *Oil and governance: State-Owned Enterprises and the World Energy*, Cambridge University Press.

VICTOR N. (2008), « Gazprom : Gas Giant under Strain », *PESD Working Paper*, n° 71, Stanford University.

WÄKTARE E. (2007), « Territorial restrictions and profit sharing mechanisms in the gas sector: the Algerian case », *Competition Policy Newsletter*, n° 3, pp.19-21.

WÄLDE T. (2008), « Renegotiating acquired rights in the oil and gas industries: Industry and political cycles meet the rule of law », *Journal of World Energy Law & Business*, vol. 1, n° 1, pp. 55-97.

WILLEMS A., SUL J. et BENIZRI Y. (2010), « Unbundling as a Defence Mechanism Against Russia: Is the EU Missing the Point? », in: Talus K. et Fratini, P., (eds), *EU-Russia energy relations*, Euroconfidential, Brussels, pp. 227-244.

WILLIAMSON O. (1996), *The mechanisms of governance*, Oxford University Press.

WILLIAMSON O. (1985), *The economic institutions of capitalism: firms, markets, relational contracting*, Free Press, New York.

WINZER C. (2011), « Conceptualizing Energy Security », *Working papers*, n° 1123, EPRG, Cambridge.

WOOD MACKENZIE (2004), *Time to Step on the Gas. Will Russia Realise its Potential?* Multi-Client Study.